



Рис. 2 Схема установки многофазного расходомера MPFM 2600

Проанализировав таблицы, можно сделать вывод, что применение многофазной расходомерии решает технологические проблемы, связанные с осложненными условиями эксплуатации и режимом потока, так как данные расходомеры могут замерять расход тяжелой и высоковязкой нефти, при давлении до 80 МПа и температуре от 0 – 150 °С. Также решилась проблема экономических затрат на сепараторы и счетчики вихревые для газа, нужда в использовании которых отпадает, благодаря датчику импеданса. Таким образом технология многофазной расходомерии в настоящее время является одной из самых перспективных в сфере измерительных приборов.

Литература

1. Джованни Баттиста Вентури – википедия [электронный ресурс]: трубка Вентури URL: https://wikichi.ru/wiki/Giovanni_Battista_Venturi (дата обращения: 04.03.2021г).
2. Принцип работы ультразвукового расходомера [электронный ресурс]: ультразвуковой расходомер URL: <https://www.youtube.com/watch?v=UVaOGdr60YQ&t=87> (дата обращения: 07.03.2021г).

АНАЛИЗ МЕЖСКВАЖИННОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА МУЛЬТИСКВАЖИННОЙ ДЕКОНВОЛЮЦИИ

Рахматуллин Р.Р.

Научный руководитель - доцент Ю.Н. Орлова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Геолого-гидродинамическое исследования фильтрации в пластах применяется и при регулировании разработки, и при ее контроле, для обеспечения наиболее эффективной разработки месторождения. Наибольшая степень рентабельности применения гидродинамических исследований участков, как для невыработанных, так и для определения остаточных запасов и для регулирования заводнения, прослеживается на поздних стадиях разработки. Одной и главной, из многих других проблем, при проведении численного моделирования является проблема недостатка достоверных исходных данных, в том числе информация о межскважинных свойствах пласта.

Наиболее информативными в изучении межскважинных свойств пласта являются гидродинамический исследования. Однако недропользователи не спешат активно использовать данные методы исследования, так как в большинстве случаев для их применения необходимы остановки скважин, что экономически не выгодно. В условиях недостатка информации на помощь может прийти инструмент анализа исторических данных, таких как забойное давление, снятое с датчиков ТМС (в настоящее время скважины, оборудованные электроцентробежными насосами, имеют в конструкции датчики термоманометрических систем (ТМС)) и данные о дебитах скважины за все ее время работы. В то же время при анализе исторических данных для изучения межскважинных свойств пласта необходимо учитывать взаимовлияние скважин и высокую зашумленность данных. Для предотвращения данных вопросов в данной статье рассматривается метод мультискважинной деконволюции.

Мультискважинная деконволюция (далее по тексту – МДКВ) позволяет вычленив определенную реакцию из исторических данных, которая описывает отклик на смену режима соседних скважин и самой исследуемой скважины, и вычленив необходимые параметры традиционными способами [1].

Конволюция – математическая операция, свертывающая две функции f , g и порождающая третью модифицированную функцию одной из первоначальных [1, 2]:

$$fg = w$$

где w - зарегистрированный сигнал, полученный путем свертки некоторого сигнала f , который требуется восстановить, с некоторым известным сигналом g . Однако, если сигнал g неизвестен, то его необходимо оценить.

Свертка f с g подразумевает сумму множества взвешенных на значение g копий функций f , которая смещена на некоторое значение времени. Свертка с точки зрения гидродинамических исследований запишется в виде уравнения притока жидкости к скважине, при условии, что жидкость сжимаема, пласт упругий, а фильтрация неустановившаяся:

$$p_w = p_0 - q(t)g(t) = p_0 - \int_0^t q(\tau)g(t-\tau)d\tau = p_0 - \int_0^t q(t-\tau)g(\tau)d\tau,$$

где p_w - забойное давление, которое дано, как исходное; p_0 - пластовое давление в начальный момент времени, определяемое при исследовании; q - дебит скважины, по имеющимся замерам.

Функция самовлияния g , то есть функция деконволюции, зависима как от модели пласта, так и от модели скважины. В случае работы множества скважин, которые в свою очередь влияют друг на друга, уравнение притока примет следующий вид в интегральной форме [3]:

$$p_w = p_0 - \int_0^t q_i(\tau)g_i(t-\tau)d\tau - \sum_{l=1}^M \int_0^t q_l(\tau)g_{l,i}(t-\tau)d\tau; l \neq i,$$

где i - исследуемая скважина, l - интерферирующие с исследуемой скважины; M - число скважин; g_i - функция самовлияния i -й скважины; $g_{l,i}$ - функция интерференции скважины l на скважину i .

При деконволюировании функций самовлияния и функций влияния решение рассматривается в виде совокупности, некоторых простых функций [3]. Предположим, что данная совокупность представляется в следующем виде: влияние ствола скважины описывается экспонентой; радиальный поток - логарифмом; билинейный поток - корень четвертой степени; линейный поток - квадратный корень; влияние границ - линейная функция (формула 1). Тогда в зависимости от вариации исходных данных, выборочная сумма функций описывает движение флюида в пласте.

При известных данных по замерам дебита и давления, при помощи метода наилучшего совмещения находятся необходимые определяющие коэффициенты модели [3]. Данные коэффициенты позволяют вычлнить функцию самовлияния i -й скважины и функцию интерференции на нее соседних скважин. Вследствие чего можно выделить отдельные кривые, так называемые переходные характеристики. Обработка кривых традиционными способами интерпретации данных гидродинамических исследований позволяет определить фильтрационно-емкостные характеристики околоскважинной и межскважинной зоны.

Замеры дебита часто осуществляются со значительной погрешностью. Для того, чтобы результаты деконволюции был достаточно достоверным, следует корректировать данные дебитов и давлений различными методами. Минимизация погрешностей измерений давлений и дебитов осуществляется многими способами. Один из них - использование, так называемых весов деконволюции, которые позволяют выстроить рамки погрешностей. Функционал, позволяющий выявить погрешности и отфильтровать шумы представляется в виде [3]:

$$\alpha \sum_{n=1}^{NM} (p_{w,i,n}^m - p_{w,i,n}^c)^2 + \beta \sum_{n=1}^{NM} (q_{i,n}^m - q_{i,n}^c)^2 + \gamma \sum_{l=1}^M \sum_{n=1}^{NM} (q_{l,n}^m - q_{l,n}^c)^2 \rightarrow 0; l \neq i,$$

где n - номер замера; NM - число замеров; m - замеренное значение; c - расчетное значение для забойного давления p_w и модифицированное значение для дебита q ; α, β, γ - весовые коэффициенты.

$$p_{w,t}(t) = p_0 + a_i \sum_{j=1}^N \left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \exp(t - t_{j-1}) \right] + b_i \sum_{j=1}^N \left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right] +$$

$$c_i \sum_{j=1}^N \left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}} \right] + d_i \sum_{j=1}^N \left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1}) \lg(t - t_{j-1}) \right] +$$

$$e_i \sum_{j=1}^N \left[-(q_{i,j} - q_{i,j-1})(t - t_{j-1}) \right] + f_i q_{i,N} +$$

$$+ \sum_{l=1}^M \left\{ a_{l,i} \sum_{j=1}^N \left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \exp(t - t_{j-1}) \right] + b_{l,i} \sum_{j=1}^N \left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right] + \right.$$

$$\left. + c_{l,i} \sum_{j=1}^N \left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \sqrt{t - t_{j-1}} \right] + \right.$$

$$\left. + d_{l,i} \sum_{j=1}^N \left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1}) \lg(t - t_{j-1}) \right] + e_{l,i} \sum_{j=1}^N \left[-(q_{l,j} - q_{l,j-1})(t - t_{j-1}) \right] + f_{l,i} q_{l,N} \right\};$$

$$l \neq i,$$

$a_i, b_i, c_i, d_i, e_i, f_i, a_{l,i}, b_{l,i}, c_{l,i}, d_{l,i}, e_{l,i}, f_{l,i}$ - целевые коэффициенты модели, которые позволяют достоверно вычислить функцию свертки и успешно ее «подвести» к реальным данным.

В статьях [2,3,4,5] продемонстрирована применимость технологии МДКВ, как на синтетических месторождениях, так и на реальных месторождениях. Стоит отметить, что достоверность результатов высока.

В результате анализа примеров применения данного метода можно выделить плюсы и минусы.

Плюсы:

1. Выгодно с точки зрения экономики. Для применения метода требуются исторические данные замеров дебита и забойного давления, для чего не обязательно останавливать исследуемую скважину;

2. Метод инновационный и результаты данного метода при опробовании на реальных промысловых задачах показали наиболее достоверны;
3. Знание модели фильтрации для выделения реакции не требуется;
4. Позволяет оценить и учесть (вычленить) влияние шумов на кривую давления;
5. При известной функции влияния и самовлияния можно рассчитать отклик на реакцию работы всех возмущающих скважин, что позволяет построить диагностический график, который в свою очередь уже очищен от шумов, и, как следствие, проще и достоверно диагностировать интерпретационную модель пласта;
6. Возможно оценить эффективность системы заводнения;
7. Возможно оценить зоны дренирования и зоны остаточной нефтенасыщенности.

Минусы:

1. Чем больше скважин в исследовании, тем более трудоемкие расчеты и тем больше погрешностей;
2. Датчики ТМС могут стоять не на всех скважинах, что затрудняет использование данного метода;
3. Для точного диагностирования влияния соседних скважин, в самих соседних скважинах должны быть возмущающие изменения режима работы (изменение дебита и забойного давления, изменение режима работы соседних скважин), т.е. если скважины окружающие исследуемую скважину на протяжении «жизни» работали при одном режиме, то их влияние на исследуемую скважину невозможно будет оценить по отдельности;
4. Датчики ТМС не всегда чувствительны и выдают достоверные данные, что затрудняет расчеты по минимизации погрешностей измерения;
5. Метод мультискважинной деконволюции во много раз усложняется при многопластовой системе на месторождении.

Литература

1. Асланян А.М. и др. Изучение «динамичной» системы ППД на основе анализа промысловых данных, ПГИ и ГДИС карбонатных отложений со сложной структурой коллектора. SPE- 187776-RU.
2. Гуляев Д.Н., Батманова О.В. Импульсно-кодированное гидропрослушивание и алгоритмы мультискважинной деконволюции – новые технологии определения свойств пластов в межскважинном пространстве // Вестник Российского нового университета. Серия «Сложные системы: модели, анализ и управление». 2017. № 4. С. 26–32.
3. Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Применение мультискважинной деконволюции при решении обратной задачи подземной гидродинамики // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2019 - № 3(13). – С. 45 – 50.
4. Assessing waterflood efficiency with deconvolution based multi-well retrospective test technique/ A. Aslanyan, F. Grishko, V. Krichevsky [et al.] //SPE 195518-MS. – 2019.
5. Ilk D., Valko P., Blasingame T. A Deconvolution Method Based on Cumulative Production for Continuously Measured Flowrate and Pressure Data. SPE-111269-MS.

ОСОБЕННОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Рябов А.Д.

Научный руководитель - старший преподаватель Ю.А. Максимова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

При эксплуатации газовых или газоконденсатных месторождений присутствует необходимость предупреждения или ликвидации газовых гидратов. Для этого необходимо спрогнозировать место и условия их образования с помощью математических и физических моделей. Данные модели позволяют решать такие задачи, но зачастую в очень узком диапазоне условий. Так одна математическая модель, используемая для одного месторождения, может быть не применима к другим.

Факторы, влияющие на скорость образования газовых гидратов

Никакие математические модели не могут учитывать все факторы, которые могут влиять на образование гидратов, так как их очень много, и такое многообразие требует большой вычислительной мощности. Поэтому модели имеют допущения в пределах некоторой погрешности, и часто бывает, что эти допущения зависят от места, для которого используется данная модель, и от требований для данной модели. Эти модели могут учитывать некоторые факторы, оказывающие влияние на рост газовых гидратов, упуская другие. Основные факторы, влияющие на рост газовых гидратов, приведены на рисунке 1.